

заключается в том, что при взаимодействии в пластовых условиях раствора жидкого стекла с минерализованной пластовой водой или отвердителем образуется золь кремниевой кислоты, устойчивый к размыву и способный селективно закупоривать высокопроницаемые пропластки в водонасыщенной части пласта.

Материалы необходимые для осуществления технологии

Для проведения изоляционных работ используются гелеобразующие композиции на основе силиката натрия с добавлением активатора. В качестве активатора используется хлористый или азотнокислый аммоний, борная, щавелевая или лимонная кислоты технического качества. В качестве растворителя для приготовления гелеобразующей системы применяют только пресные воды. Для придания эластичности и повышения прочности силикатные гели модифицируют водорастворимыми полимерами акриламида (ПАА), добавка которого в количестве 0,03% улучшает изолирующие свойства силикатного геля. Для этой композиции характерны высокие остаточные факторы сопротивления, которые практически не меняются после прокачки больших объемов воды. Добавляют ПАА в силикатные растворы только в закрепляющие оторочки композиции, которые испытывают максимальные сдвиговые нагрузки в пористой среде. Таким образом, для проведения работ по водоизоляции композиция состоит из следующих компонентов - силикат натрия (жидкое стекло) – 5%, ПАА – 0,03%, соляная кислота – 1%, вода пресная – остальное.

Вывод

Закачка жидкого стекла в скважину №42 на месторождении “S” была проведена ЗАО «Петросах» при научном сопровождении ОАО ВНИИнефть 27-30 июля 2018 г.

Анализ результатов влияния проведенной технологической операции на близко расположенные и более удаленные добывающие скважины показал следующее:

По скважинам №№ 34, 48, 47, 49, 6 за период май – октябрь 2018 г. изменений в режиме работы и объемах отмечено увеличение продукции.

По скважине № 30 с апреля до 25 июня имело место регулярное падение дебитов: жидкости с 28 до 12 м³/сут, нефти с 9.7 до 7 т/сут и рост обводненности с 70% до 26%, 25 июня ЭЦН в скважине остановился. После чистки насоса дебит скважины 30 июня составил: жидкости – 10.7 м³/сут, нефти – 9 т/сут при обводненности – 26%.

По скважине № 46, эксплуатирующейся в фонтанном режиме, за период июнь - февраль 2019 г. величина дебита по нефти стабилизировалась на уровне 69 т/сут, дебит по жидкости стабилен на уровне 30 м³/сут, обводненность при этом составляла 0.9 %.

После закачки жидкого стекла в скважину №42 было отмечено следующее:

стабилизация добычи по скважине № 30 (ближайшая к скважине №42);

замедление темпа падения дебитов и роста обводненности по скважине № 46.

Таким образом, через 8-10 дней после закачки жидкого стекла в скважину №42 в соседних скважинах увеличился дебит нефти и произошло заметное падение обводненности.

Литература

1. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. «Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии», Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2010.
2. Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
3. Сургучев М.Л. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи
4. Степанова Г.С. «Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты».
5. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. «Физико-химические микропроцессы в нефтегазовых пластах».
6. Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов».

ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

К.В. Синебрюхов, В.П. Соломатин

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В данной статье описывается технология для контроля направления распространения трещин при проведении гидравлического разрыва пласта. С этой целью был проведен анализ уже имеющихся технологий. Представлено собственное решение для перераспределения направления трещины с помощью оптимизации системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, система поддержания пластового давления, направление распространения трещины в пласте.

Введение

Большая часть месторождений углеводородов, разрабатываемых в России, на данный момент находятся на 3 стадии разработки. Данная стадия характеризуется сильными темпами падения добычи нефти, резким сокращением количества действующих скважин и интенсивным ростом обводненности продукции скважин. На этой стадии с учетом проведенных исследований внедряют наиболее эффективные геолого-технические мероприятия (ГТП), в том числе гидроразрыв пласта (ГРП) [4].

ГРП один из наиболее часто используемых методов интенсификации добычи нефти, так как считается наиболее эффективным. Под эффективностью подразумевается соотношение прибыли, полученной от проведения мероприятия к затратам, но в то же время, внедрение новых методик проведения ГРП может еще больше увеличить

эффективность данного мероприятия. По статистике за 2018 год, на месторождениях компании ОАО «Томскнефть» ВНК успешность проведения ГРП составляет 66 % (под успешностью понимается достижение проектных значений дебитов жидкости и нефти после проведения ГРП). Причиной такой статистики являются различные факторы [4]:

- несоблюдение технологии проведения ГРП;
- низкая изученность объекта разработки;
- техногенные причины, не поддающиеся стороннему контролю;
- неверный выбор оптимальных параметров ГРП.

Одним из определяющих факторов, определяющих успешность ГРП является сама трещина, образованная в результате гидроразрыва. Именно от ее верного распространения в породе-коллекторе по большей части зависит и результат. В большинстве случаев данный параметр технологически никак не контролируют. Учитывая механику твердых тел, трещина ГРП распространяется по линии напряженности, которая в основном совпадает с региональным стрессом данного района, что не лучшим образом влияет на приток жидкости к скважине и соответственно, во многих случаях, не увеличивает, а порой даже снижает уровень отбора жидкости [5]. Отсутствие контроля направления трещины ГРП также ведет к возникновению ошибки при проектировании ГРП и расчете дополнительной добычи от данного мероприятия и, как следствие, неправильным экономическим расчетам.

Технология перераспределения направления распространения трещин ГРП поможет увеличить эффективность проведения мероприятий и в значительной мере сократить материальные издержки компаний на проведение неуспешных операций.

На балансе компании ОАО «Томскнефть» ВНК в основном находятся уже давно разрабатываемые месторождения. Большая их часть разрабатывается с использованием однорядной системы разработки. Именно на данной системе была создана секторная модель для проверки возможности перераспределения давления трещины ГРП с помощью системы ППД.

Следуя законам механики твердых тел, трещина ГРП должна пойти по максимальной линии напряженности. Для большинства случаев данная линия напряженности совпадает с линией регионального напряжения горной породы [6]. Однако, с помощью системы ППД возможно локально и временно перераспределить давление в пласте, тем самым изменить азимут линии напряженности, а значит изменить направление распространения трещины.

Для проверки данной теории в программном комплексе» tNavigator» была создана секторная модель месторождения с рядной системой разработки [1]. За основы были заданы средние параметры фильтрационно-емкостных свойств породы коллектора и средние физико-химические свойства флюида месторождений исследуемого района [2], а так же задан средний по Томской области азимут регионального напряжения горной породы равный 120°.

В качестве изменяемого параметра была выбрана закачка рабочего агента в пласт через нагнетательные скважины. При изменении закачки по нагнетательным скважинам изменяется карта изолиний давления, в результате чего меняется ориентация линий напряженности. На рисунке показано изменение распространения трещины относительно горизонтального участка ствола в зависимости от различных уровней закачки.

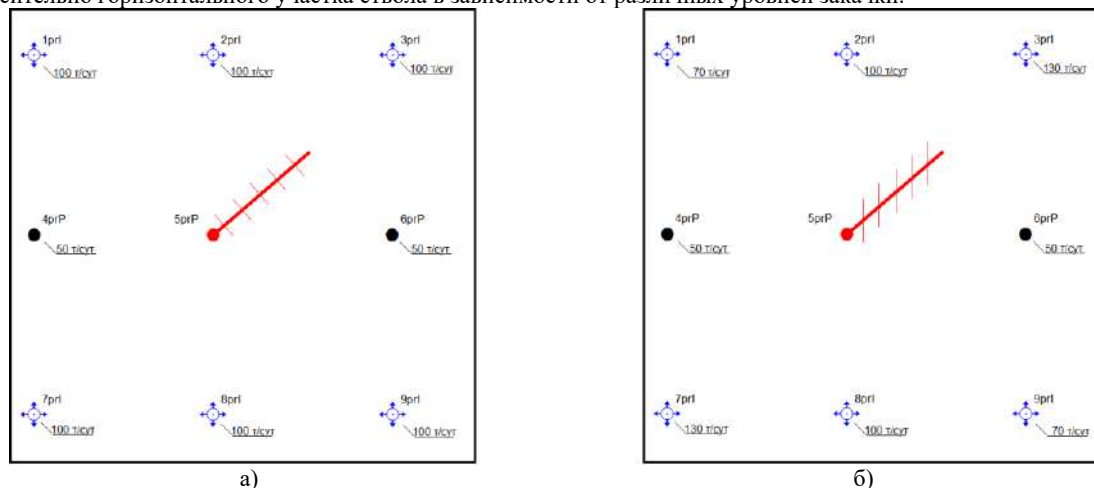


Рис. Зависимость направления распространения трещины относительно горизонтального ствола в зависимости от уровня закачиваемого агента: а) направление трещины по линии регионального напряжения горной породы, б) изменение азимута направления трещины из-за перераспределения закачки.

Как видно из рисунка, при изменении уровней закачиваемого агента возможно локально перераспределить давление, тем самым изменив распространение трещины при проведении ГРП, что позволит направить ее в необходимом для эффективной разработки направлении. Данная технология ориентации трещин гидроразрыва позволит повысить количество успешно проведенных операций ГРП.

Заключение

Таким образом, технология перераспределения направления трещины ГРП с помощью системы поддержания пластового давления позволит оптимальным образом ориентировать трещину, учитывая фильтрационно-емкостные свойства коллектора, особенности объекта разработки, систему поддержания пластового

давления и режим работы залежи. Компании-недропользователи и проектные институты смогут снизить риск ошибки при планировании, проектировании и расчете эффективности проведения ГРП, что будет способствовать, в свою очередь, поддержанию добычи на запланированных уровнях. Данная технология повысит экономическую привлекательность проведения операций гидравлического разрыва пласта на месторождениях Томской области.

Литература

1. RFD: tNavigator. Flow simulator Technical manual. 2016.
2. Алексеенко О.П., Вайсман А.М. Моделирование гидроразрыва нефтяного пласта, граничащего с пластичной вмещающей породой // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2001. – №4. – С. 67-73.
3. Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений. – проблемы моделирования. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
4. Реутов В.А. Гидравлический разрыв пласта: условия образования трещин, их практическое определение и использование // Итоги науки и техники. Разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВИНТИ, 1991. – Т.23. – С. 73 – 153.
5. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласт. М.: Недра, 1986. 165 с.
6. Черевко М.А. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта, А.Н. Янин, К.Е. Янин. – Тюмень-Курган, Издательство «Зауралье», 2015. – 268 с.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Т.И. Смагин, Е.Е. Емельянов

Научный руководитель - старший преподаватель Е.М. Вершкова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Определение гранулометрического состава горных пород дает возможность установления многих свойств пористой среды, необходимых на этапе разработки месторождений нефти и газа. Анализ гранулометрического состава обеспечивает определение следующих параметров:

–Массовое содержание и корреляция частиц породы, имеющие разные размеры. Зная данные характеристики, можно вычислить пористость и проницаемость и сделать вывод о коллекторских свойствах данной горной породы;

–Капиллярные свойства пласта-коллектора. Именно от этих свойств зависит последовательность обводнения зёрен породы, а также подсчет и расположение остаточных запасов нефти в пласте;

–Подбор необходимого фильтрующего оборудования в зависимости от размера частиц;

–Палеогеографические условия формирования залежи. Сведения о генезисе той или иной толщи позволяют оценить её нефтеносный потенциал;

–Подбор оборудования, адаптированного под свойства конкретного месторождения (на стадии разработки месторождения).

Как можно заметить, исследование гранулометрического состава горных пород является одним из необходимых этапов успешной разработки нефтегазовых месторождений, что делает данную тему актуальной в современном мире.

Как показывает практика, при проведении экспериментов по определению размеров частиц и изучению их физических свойств, напрямую зависящих от величины зёрен исследуемого материала, возникает ряд проблем. Поиск рационального решения последних ведётся по сей день.

В наши дни существует множество классификаций методов дисперсионного анализа. Ниже приведена классификация Г.И. Ромашова (рисунок), опубликованная в 1938 году [3]. Все методы анализа сгруппированы в соответствии с физическими принципами, на которых они основаны.



Рис. Классификация методов гранулометрического анализа, предложенная Г.И.Ромашовым.

Как правило, при проведении исследований гранулометрического состава осадочных горных пород можно воспользоваться любым из вышеперечисленных методов, однако тут возникает некий парадокс. После